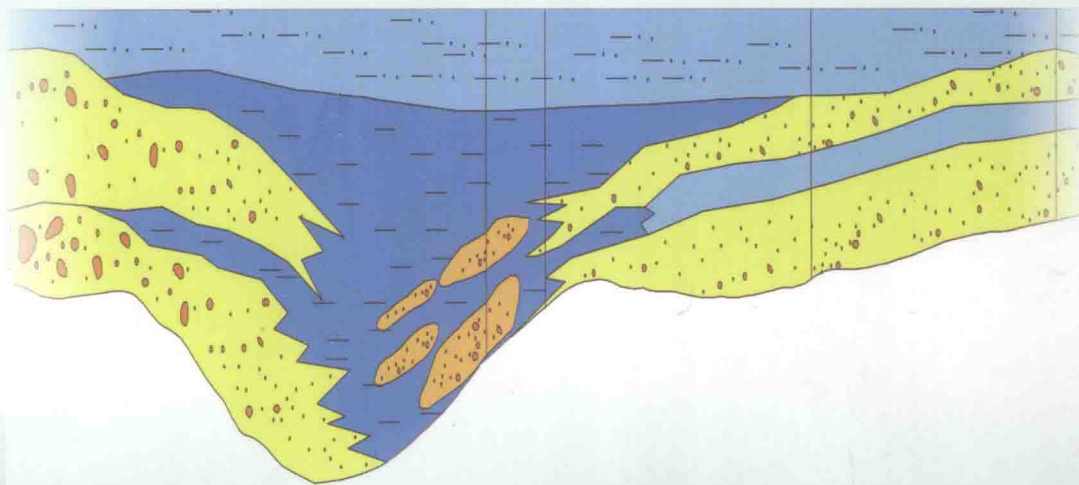


准噶尔盆地油气勘探开发系列丛书

准噶尔盆地 莫北油田低渗透砂岩油气资源 勘探与评价

EXPLORATION AND EVALUATION FOR LOW-PERMEABILITY SANDSTONE RESERVOIRS OF MOBEI OILFIELD IN JUNGGAR BASIN

薛新克 王延杰 彭永灿 等著



石油工业出版社

准噶尔盆地莫北油田低渗透 砂岩油气资源勘探与评价

薛新克 王延杰 彭永灿 邱子刚 孔垂显 高 阳 著
华美瑞 高宇慧 杨 琨 袁知宇 赵 蕾 夏 兰



石油工业出版社

内 容 提 要

本书在对莫北区块大量的地震、地质、测井、取心分析等资料综合研究的基础之上,将理论、实验与莫北油田实际情况相结合,以构造地质学、矿物岩石学、地球物理学、沉积学、储层地质学等多学科交叉为手段,系统阐述了在低渗透油气藏中的构造分析技术、地震勘探方法、储层评价技术、三维地质建模技术以及油水成因及分布规律研究技术等。本书提出了小断裂的识别与解释和储层预测中的几项关键技术,讲述了地层对比方法和沉积特征以及储层评价中的各种技术,并全面阐述了低渗透砂岩三维地质建模的方法和思路,最终建立了一套有效的低渗透油气藏勘探评价体系,为以后低渗透砂岩的勘探与评价提供了一定的思路和方法。

本书方法明确、实用性较强,可供从事石油、天然气行业的勘探、开发研究人员和高校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

准噶尔盆地莫北油田低渗透砂岩油气资源勘探与评价/薛新克等著.
北京:石油工业出版社,2015.6

(准噶尔盆地油气勘探开发系列丛书)

ISBN 978-7-5183-0774-6

I. 准…

II. 薛…

III. ①准噶尔盆地-低渗透油气藏-砂岩油气藏-油气勘探

②准噶尔盆地-低渗透油气藏-砂岩油气藏-油气资源评价

IV. P618.130.8

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 132086 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com

编辑部:(010)64523543 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2015 年 6 月第 1 版 2015 年 6 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:21.25

字数:540 千字

定价:120.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

序

准噶尔盆地位于中国西部,行政区划属新疆维吾尔自治区。盆地西北为准噶尔界山,东北为阿尔泰山,南部为北天山,是一个略呈三角形的封闭式内陆盆地,东西长 700 千米,南北宽 370 千米,面积 13 万平方千米。盆地腹部为古尔班通古特沙漠,面积占盆地总面积的 36.9%。

1955 年 10 月 29 日,克拉玛依黑油山 1 号井喷出高产油气流,宣告了克拉玛依油田的诞生,从此揭开了新疆石油工业发展的序幕。1958 年 7 月 25 日,世界上唯一一座以石油命名的城市——克拉玛依市诞生。1960 年,克拉玛依油田原油产量达到 166 万吨,占当年全国原油产量的 40%,成为新中国成立后发现的第一个大油田。2002 年原油年产量突破 1000 万吨,成为中国西部第一个千万吨级大油田。

准噶尔盆地蕴藏着丰富的油气资源。油气总资源量 107 亿吨,是我国陆上油气资源当量超过 100 亿吨的四大含油气盆地之一。虽然经过半个多世纪的勘探开发,但截至 2012 年底石油探明程度仅为 26.26%,天然气探明程度仅为 8.51%,均处于含油气盆地油气勘探阶段的早中期,预示着巨大的油气资源和勘探开发潜力。

准噶尔盆地是一个具有复合叠加特征的大型含油气盆地。盆地自晚古生代至第四纪经历了海西、印支、燕山、喜马拉雅等构造运动。其中,晚海西期是盆地坳陷构造格局形成、演化的时期,印支—燕山运动进一步叠加和改造,喜马拉雅运动重点作用于盆地南缘。多旋回的构造发展在盆地中造成多期活动、类型多样的构造组合。

准噶尔盆地沉积总厚度可达 15000 米。石炭系—二叠系被认为是由海相到陆相的过渡地层,中、新生界则属于纯陆相沉积。盆地发育了石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系六套烃源岩,分布于盆地不同的凹陷,它们为准噶尔盆地奠定了丰富的油气源物质基础。

纵观准噶尔盆地整个勘探历程,储量增长的高峰大致可分为西北缘深化勘探阶段(20 世纪 70—80 年代)、准东快速发现阶段(20 世纪 80—90 年代)、腹部高效勘探阶段(20 世纪 90 年代—21 世纪初期)、西北缘滚动勘探阶段(21 世纪初期至今)。不难看出,勘探方向 and 目标的转移反映了地质认识的不断深化和勘探技术的日臻成熟。

正是由于几代石油地质工作者的不懈努力和执著追求,使准噶尔盆地在经历了半个多世纪的勘探开发后,仍显示出勃勃生机,油气储量和产量连续 29 年稳中有升,为我国石油工业发展做出了积极贡献。

在充分肯定和乐观评价准噶尔盆地油气资源和勘探开发前景的同时,必须清醒地看到,由

于准噶尔盆地石油地质条件的复杂性和特殊性,随着勘探程度的不断提高,勘探目标多呈“低、深、隐、难”特点,勘探难度不断加大,勘探效益逐年下降。巨大的剩余油气资源分布和赋存于何处,是目前盆地油气勘探研究的热点和焦点。

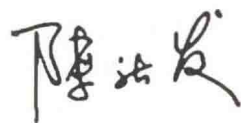
由新疆油田公司组织编写的《准噶尔盆地油气勘探开发系列丛书》在历经近两年时间的努力,今天终于面世了。这是第一部由油田自己的科技人员编写出版的专著丛书,这充分表明我们不仅在半个多世纪的勘探开发实践中取得了一系列重大的成果、积累了丰富的经验,而且在准噶尔盆地油气勘探开发理论和技术总结方面有了长足的进步,理论和实践的结合必将更好地推动准噶尔盆地勘探开发事业的进步。

系列专著的出版汇集了几代石油勘探开发科技工作者的成果和智慧,也彰显了当代年轻地质工作者的厚积薄发和聪明才智。希望今后能有更多高水平的、反映准噶尔盆地特色地质理论的专著出版。

“路漫漫其修远兮,吾将上下而求索”。希望从事准噶尔盆地油气勘探开发的科技工作者勤于耕耘,勇于创新,精于钻研,甘于奉献,为“十二五”新疆油田的加快发展和“新疆大庆”的战略实施做出新的更大的贡献。

新疆油田公司总经理

2012. 11. 8



前言

莫北油田位于准噶尔盆地腹部莫北凸起上,莫北凸起为北东—南西向展布的长条状凹中隆起,其北与陆南凸起相接,南与莫索湾凸起相连,东西两侧分别为准噶尔盆地两大生油凹陷——东道海子北凹陷和盆1井西凹陷,具有两面临凹的特点,构造位置非常有利。莫北区块构造形态为西南倾单斜,断裂发育,主力产层位于侏罗系三工河组,具有储量大、分布较广、储层沉积环境复杂、渗透率低、油气藏控制因素复杂的特点。本书主要对低渗透砂岩的勘探与储层评价方法展开讨论和研究。

1998年,莫北2井成功发现,揭开了莫北油田的勘探开发序幕,该油田构造形态为西南倾单斜,断裂发育,主要目的层微相为三角洲前缘亚相的水下分流河道沉积,储层岩性主要为细粒岩屑砂岩,储层属于低孔隙度、特低渗透率的储层。莫北油田地质特征复杂,油、气、水关系特殊,给勘探评价工作带来极大的困难,但是随着勘探评价工作的深入开展,通过多期次的油藏描述,在充分利用地质、测井、录井和开发资料的基础上,于多方面取得突破,并形成了一套特有的低渗油气藏评价方法。

本书以莫北油田勘探及评价为主线,以莫北油田的发现为起点,阐述了莫北油田地震勘探、储层预测、沉积相特征、储层特征、流体性质识别技术以及油水分布规律等几大方面内容。同时本书结合前人的研究成果和现有资料,突出了储层预测中的关键技术,构造、断裂识别方法与解释技术,储层评价技术以及三维地质建模技术等几项关键内容。本书内容始终与油气勘探的理论和生产实践紧密相连,直接带动莫北油田的高效勘探及盆地侏罗系勘探理论的形成。与此同时,结合现有研究,对区带勘探和油气藏描述中遇到的诸如地震属性、砂体类型、沉积相展布、油气藏类型及成藏机制、沉积相纵横演化及勘探目标、测井评价方法等一系列难题进行系统分析和解决,为后续低渗透油气藏勘探与评价提供了宝贵的经验和可借鉴的依据。

本书编写人员均长期从事低渗透致密油气藏的勘探评价和管理工作的,建立了一套有效的低渗透油气藏勘探评价体系。该专著以准噶尔盆地莫北油田勘探、评价成果为基础,在构造学、地球物理学、沉积学、储层地质学等方面进行总结与提升,形成相关的理论,分为构造分析技术、地震勘探技术、沉积与地层分析技术、储层评价技术、三维地质建模技术及油、气、水关系等章节,体系完整,条理清晰。本书侧重理论联系实践,从实践中提升理论,特别对陆相低渗透砂岩油气藏勘探评价方法有独特的见解,具有很强的指导作用。

本书在编写的过程中大量引用了前人的研究成果和文献,有些引用在书末可能未列出参考文献名称及作者,敬请谅解。本书编写人员分工如下:前言、第一章和第二章由薛新克执笔编写;第三章及第六章第三节由王延杰编写;第四章由彭永灿编写,第五章由邱子刚、夏兰编写;第六章第一、二节由孔垂显编写,第四、五节由高阳、华美瑞编写;第七章及其余部分由杨琨、高宇慧、袁知宇、赵蕾编写;全书由薛新克负责统稿。

限于笔者水平,书中难免存在错误和不足,敬请读者批评指正。

CONTENTS 目录

第一章 绪论	(1)
第一节 低渗透砂岩油气资源勘探与评价研究概况	(1)
第二节 莫北油田概况	(5)
第二章 构造分析技术	(7)
第一节 莫索湾地区地质格架及构造演化	(7)
第二节 莫北油田构造解释	(13)
第三节 小断裂识别及构造精细解释	(26)
小结	(45)
第三章 地震资料采集处理与解释	(48)
第一节 概述	(48)
第二节 地震处理解释与储层预测中的关键技术	(59)
第三节 正演模拟	(85)
第四节 三维地震反演处理	(91)
小结	(99)
第四章 地层对比与沉积相分析技术	(101)
第一节 地层划分的标准和原则	(101)
第二节 沉积相标志及类型	(110)
第三节 沉积体系特征	(116)
第四节 沉积相平面展布特征	(120)
小结	(166)
第五章 储层评价技术	(170)
第一节 储层基本特征	(170)
第二节 成岩作用及孔隙演化模式	(179)
第三节 储层非均质性特征	(187)
第四节 测井综合评价	(203)
小结	(226)

第六章 油藏特征,油、气、水性质及分布规律	(229)
第一节 油气藏的类型及特征	(229)
第二节 油、气、水性质及分类	(245)
第三节 储层油水两相渗流规律	(253)
第四节 隔夹层分布及其对油、气、水关系的影响	(272)
第五节 油、气、水分布规律	(284)
小结	(291)
第七章 三维地质建模技术	(293)
第一节 地质建模技术概论	(293)
第二节 随机建模的统计学基础	(294)
第三节 地质建模流程与步骤	(298)
小结	(322)
参考文献	(325)

第一章 绪 论

第一节 低渗透砂岩油气资源勘探与评价研究概况

一、低渗透砂岩油气藏研究意义

低渗透从严格意义上讲,是针对储层物性特征的概念,一般是指渗透性能较低的储层,国外一般将低渗透储层称之为致密储层。进一步延伸和拓展概念,“低渗透”一词又包含了低渗透油气藏和低渗透油气资源,而现在讲到“低渗透”一词,其一般的含义是指低渗透油气藏。在石油天然气行业,人们通常把渗透率低于 50mD 称为低渗透,把渗透率低于 10mD 称为特低渗透,而把渗透率低于 1mD 称为超低渗透。

低渗透油田在我国油田开发中有着重要意义。我国新发现的低渗透油田占总发现油气田的一半以上,并且其产能建设规模占到总量的 70% 以上,已经成为油气开发建设的主战场。虽然低渗透油田是一个相对的概念,它的划分标准和界限,因国家、时期、资源状况和技术条件的不同也不同,但它都是指油气储层渗透率低、丰度低、单井产能低的油田。基于其自身的特殊因素,给开发带来很大的困难,注定钻井作业时也会面临很大的挑战,事故也随之产生。如何安全、经济、高效地开发低渗透油田已引起了高度重视。

低渗透油气藏通常具有低丰度、低压、低产的“三低”特点,其有效开发难度很大。低渗透储层中的油气富集区,特别是裂缝发育带和相对高产区带的识别评价、开发方案优化、钻采工艺、储层改造、油井产量、开采成本、已开发油田的综合调整等技术经济问题,制约着低渗透油气藏的有效和高效开发。

全球石油工业上游发展有 5 个投资重点,即低渗透油气、老油田提高采收率、天然气、深水油气勘探开发、非常规油气资源。其中,低渗透油气资源开发对确保油气安全供应具有重要意义,低渗透油气勘探生产与理论技术取得快速发展。各国公司投入巨大人力、财力,新技术不断涌现,呈现良好发展势头。在我国,低渗透油气田已成为勘探开发的主战场。目前,中国低渗透油气资源的主要聚集盆地为鄂尔多斯、塔里木、四川等海陆两相叠合的沉积盆地;松辽陆相沉积盆地和中、小湖相沉积盆地。中国特有的以陆相沉积为主的含油气盆地中,普遍具有储层物性较差的特点,相应发育了大量丰富的低渗透油气资源。

经过长期不懈的探索,中国低渗透油气资源的勘探取得了重大的发现,特别是近 20 年来低渗透砂岩、海相碳酸盐岩、火山岩等勘探发现了大规模低渗透油气储量,低渗透油气资源目前已经成为油气储量增长的主体。通过持续不断地开展技术攻关和创新,中国的低渗透油气资源实现了规模有效开发,形成了国际一流的低渗透油气资源开发配套技术系列,在中国油气产量构成中低渗透油气资源产量的比例逐年上升,地位越来越重要。随着勘探程度的提高和对油气资源需求的不断增长,无论从剩余油气资源,还是开发趋势分析,低渗透油气资源都将是未来中国油气勘探开发的主要对象。

根据国土资源部与国家发展和改革委员会新一轮油气资源评价,低渗透油气资源广泛分布在各大盆地:全国石油资源量为 $1086 \times 10^8 \text{t}$ (不含中国台湾和南海),其中低渗透石油资源为 $537 \times 10^8 \text{t}$,占总资源量的 49%;全国累计探明石油地质储量 $287 \times 10^8 \text{t}$,其中低渗透原油资源 $141 \times 10^8 \text{t}$,占 49.2%。全国天然气资源量 $56 \times 10^{12} \text{m}^3$,其中低渗透天然气资源 $24 \times 10^{12} \text{m}^3$,占总资源量的 42.8%;全国累计探明天然气资源 $6.42 \times 10^{12} \text{m}^3$,其中低渗透天然气资源 $4.1 \times 10^{12} \text{m}^3$,占 63.6%。全国低渗透石油资源大约 80% 以上,分布在中生代、新生代陆相沉积中;低渗透天然气资源的 60% 以上,分布在古生界及三叠系的海相地层中。低渗透油气远景资源量分别为 $537 \times 10^8 \text{t}$ 和 $24 \times 10^{12} \text{m}^3$,分别占全国油气远景资源总量的 49% 和 42.8%。中国中低渗透原油储量的比例越来越高,探明低渗透地质储量占我国探明油气资源地质储量的 1/3 以上,占“九五”以来新增储量和投入开发的地质储量的 3/4 左右。已探明的低渗透油气田有 285 个,它们广泛分布在各含油气盆地的 21 个油区。从低渗透油气资源事业未来发展的角度看,还需要认真研讨其战略方向。

二、低渗透砂岩油气藏勘探现状

中国低渗透油气藏的勘探经历了 100 多年的漫长历史,从 1907 年钻第一口井起,就开始了低渗透油气资源开发的“长征”。1997 年鄂尔多斯盆地建成中国第一个百万吨安塞特低渗透油田,开创了低渗透油田规模开发的先河。后来低渗透开发规模在全国迅速推广,使数十亿吨储量得到了有效动用。大致说来,中国的低渗透油气勘探经历了三个阶段。

第一阶段:1907—1949 年,1907 年中国第一口油井延长 1 号井(鄂尔多斯盆地),发现了延长油矿,开始了低渗透油气资源勘探开发的探索。

第二阶段:1950—1980 年,以鄂尔多斯、松辽盆地为代表,仅发现了中小规模的油气藏。“磨刀石”“井井有油,井井不流”,是人们对低渗透油气资源勘探开发早期的基本认识。

第三阶段:1980 年至今,陆续在鄂尔多斯、松辽等盆地发现了一大批地质储量超过亿吨级、千亿立方米级和万亿立方米以上的低渗透油气田,为油气探明储量的快速增长发挥了重要作用。

随着时间的推移,技术的进步,中国石油界对低渗透标准的界限从 100mD、50mD 逐步下降到 20mD、10mD、5mD、1mD、0.5mD、0.3mD(天然气 0.1mD)。这一过程充分体现了低渗透油气资源勘探开发技术发展的历史,而低渗透标准的不断下移,也恰恰反映了技术进步的发展过程,说到底,一个大的发展阶段就是一次次低渗透技术革命叠加、由量变到质变的结果。

中国的低渗透油气勘探,在近 20 年取得了重大发现,特别是在大面积低渗透砂岩油气藏、碳酸盐岩油气藏、火山岩油气藏勘探中取得了一系列重大发现和突破;并且,发现了 184 个低渗透油田,主要分布在松辽、鄂尔多斯、准噶尔、塔里木等盆地;发现了 192 个低渗透气田,主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木、松辽、准噶尔等盆地;发现了一大批地质储量超亿吨级、千亿立方米以上的大油气田,出现了多个地质储量 $(5 \sim 10) \times 10^8 \text{t}$ 规模的油田,形成了油气储量新的增长高峰期;发现了苏里格超万亿立方米的特大型气田,探明储量 $2.2 \times 10^{12} \text{m}^3$,其中上报储量 $1.67 \times 10^{12} \text{m}^3$,是我国储量规模最大的气田。

同时,大面积低渗透砂岩油气藏勘探也取得了重大发现,鄂尔多斯、松辽、准噶尔、四川盆地累计探明低渗透石油储量 $76 \times 10^8 \text{t}$ 、天然气储量 $2.5 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。2000 年以来,全国探明此类

石油储量 $38.5 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气储量 $3.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；海相低渗透碳酸盐岩油气勘探也取得了重大发现,近几年,全国累计探明低渗透石油储量 $10.1 \times 10^8 \text{ t}$,天然气储量 $1.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ；深层低渗透火山岩油气藏勘探自 2002 年以来,探明低渗透天然气地质储量规模近 $5000 \times 10^8 \text{ m}^3$,石油近 $5000 \times 10^4 \text{ t}$ 。

三、低渗透砂岩油气藏开发现状

从 20 世纪 80 年代以来,油气勘探陆续在鄂尔多斯、松辽、四川、准噶尔、塔里木等盆地发现了一大批地质储量超亿吨当量的低渗透油气田。发现了中国最大的低渗透天然气田——苏里格气田,2008 年储量达到 $2.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,且仍在扩大勘探。大规模低渗透油气藏的发现为近几年油气探明储量的快速增长发挥了重要作用。油气开发陆续在鄂尔多斯盆地的安塞和苏里格、松辽长垣外围、塔里木的塔河、三塘湖的牛东等油气田实现了经济有效开发,形成了一整套先进的、具有完全自主产权的开发配套技术,为近几年中国原油产量的稳定增长和天然气产量的快速上升发挥了至关重要的作用。

80 年代以前,采用“常规压裂”等技术,使 10 ~ 50mD 的一般低渗透油藏得到有效动用；

90 年代初,采用“大规模压裂、井网优化、注水”等技术,使 1.0 ~ 10mD 的特低渗透油藏基本可以有效动用；

90 年代初,安塞特低渗透油田开发采用“丛式钻井、中等规模压裂、温和注水”等技术,使 0.5mD 的特低渗透油田实现了规模有效开发；

2000 年以来,鄂尔多斯盆地其他油田,采用“整体压裂、超前注水”等技术,使得低于 0.5mD 以下的数十亿吨特低渗透储量得到了有效动用。

近几年,中国低渗透油气产能建设规模占总量的 70% 以上。2008 年,中国低渗透原油产量 $0.71 \times 10^8 \text{ t}$ (包括低渗透稠油),占全国总产量的 37.6%。低渗透原油产量比例逐年上升,近三年上升率分别为 34.8%、36%、37.6%；2008 年,中国低渗透天然气产量 $320 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国总产量的 42.1%。低渗透天然气产量的比例逐年上升,近三年分别为 39.4%、40.9%、42.1%。客观的数据正好说明这样一个趋势——低渗透油气田已成为油气田开发建设的主战场。

四、低渗透砂岩油气藏开发技术发展趋势

低渗透砂岩油气藏的难点不在勘探而在开发,因此在今后一段时间内,低渗透油气藏的开发技术将会快速发展,主要表现在以下几个方面。

1. 低渗透储层优质储集体预测技术

对低渗透储层优质储集体的预测主要是对低渗透储层中天然裂缝的识别和预测。低渗透储层裂缝定量分布预测研究及评价处于油气地质学研究的前沿领域,现已形成很多富有特色的研究方法。近年来,随着测井和地震勘探技术的飞速发展,国内外利用测井和地震等地球物理资料对裂缝进行识别及预测有了很大进展。基于天然裂缝发育的主要控制因素,探索地质数理统计关系,在地质认识指导下定性(或半定量)地研究预测裂缝分布,是当今研究裂缝的主要方法和手段。

2. 微观孔隙结构分析技术

目前进行油气储层微观孔隙结构分析的技术主要有:真实砂岩微观模型驱替实验技术、核

磁共振可动流体分析技术、恒速压汞孔喉分析技术和 CT 扫描技术等。

真实砂岩微观模型驱替实验是近年来发展起来的一项新的研究方法,其主要利用真实砂岩的微观模型研究水驱油过程中注入水在喉道和裂缝中的微观水驱油机理、残余油形成机理和裂缝对驱油效率的影响。

核磁共振成像可以对岩心进行三维观察,得到不同角度、不同转向、任意切片方向、任意切片厚度的图像。通过图像可以观察到裂缝、小孔洞、溶洞在岩心内部的分布特征,测量缝隙、微裂缝宽度及小孔洞、溶洞直径的大小,直观地观察裂缝、小孔洞、溶洞之间的连通性,判断连通性的好坏。

恒速压汞能够将岩样内部的喉道与孔隙区分开,分别给出每个岩样内的有效喉道体积、有效喉道个数、有效喉道半径分布、有效孔隙体积、有效孔隙个数、有效孔隙半径分布及有效孔喉半径比分布等,并由此对岩样的孔喉发育特征(喉道、孔隙、孔喉半径比)进行细致分析。

CT 扫描技术可以在不改变岩心的外部形态和内部结构的条件下,在几秒钟内就能观测到整块岩心的内部结构、矿物分布以及液流状况等。

3. 压裂技术

水力压裂是低渗透油藏开发中最早使用也是目前最常使用的技术。水力压裂处理的目的是建立能提供很大表面积的、长而窄的裂缝。水力压裂的首要目的是改善储层与井眼之间的流体连通。近年来取得的进展包括:黏弹性表面活性剂压裂液、限流压裂完井等。除水力压裂技术外,连续油管分层压裂技术、相渗调节压裂液(RPM)增产工艺技术、多裂缝压裂技术、重复压裂技术、水平井压裂技术等也是近期压裂工艺技术发展的重要方向。

4. 水平井和多分支井技术

水平井作为开发低渗透油气田的一项成熟技术已在各国油田中得到广泛应用。从低渗透油田开发的角度来讲,水平井水平段在油层中的位置、延伸长度和延伸方向是决定水平井产能的关键因素,因此在水平井的建井过程中必须应用能保证水平井以最佳井身轨迹钻进的新工艺。多分支井钻井技术是利用单一井眼(主井筒)钻出若干个支井的钻井新技术。目前,国外常用的多分支系统主要有非重入多分支系统、双管柱多分支系统、分支重入系统和分支回接系统等。

5. 小井眼钻井技术

使用小井眼钻井技术可以大幅度降低钻井投资,提高低渗透油田的经济效益。小井眼钻井技术采用的抽油机、油管、抽油杆、抽油泵和简易防盗采油树都比常规的采油设备小,因此也称为“五小”采油技术。除小眼井技术之外,无油管采油技术、车载抽油技术等也是近年来发展起来的节约钻采成本的技术。

6. 超前注水技术

超前注水是指注水井在采油井投产前投注,油井投产时其泄油面积内含油饱和度不低于原始含油饱和度,地层压力高于原始地层压力并建立起有效驱替系统的一种注采方式。早注水可以使地层压力保持在较高的水平,相应地可使油田在一个较高的水平上稳产。超前注水技术开发有如下特点:(1)可建立有效的压力驱替系统,单井获得较高的产量;(2)降低因地层

压力下降造成的渗透率伤害;(3)有利于提高油相相对渗透率;(4)超前注水有利于提高最终采收率。

7. 层内爆炸增产技术

在低渗透油藏的增产方面,已发展的技术很多,如井内爆炸技术、核爆炸技术、高能气体压裂、爆炸松动等,但目前应用前景较广的是层内爆炸增产技术。层内爆炸增产技术就是利用水力压裂技术将适当的炸药压入岩石裂缝,点燃那里的炸药,从而在主裂缝周围产生大量裂缝,达到提高地层渗透率的目的。炸药释放能量有三种形式:爆轰、爆燃(二者统称为爆炸)和燃烧。深部地层造缝的特征是压力高、能量大、加载空间狭窄,同时,根据力学原理可知静水压力再大也不能压裂岩石,只有偏应力足够大才能压裂岩石。水力压裂技术满足这些特征,爆破工程经验表明,炸药爆炸也能满足这些基本特征。

8. 微生物采油技术

微生物采油技术是指利用微生物(主要是细菌)或其代谢产物提高原油产量和采收率的技术。微生物采油方法包括:微生物单井吞吐、微生物驱替、微生物调剖堵水、微生物除蜡以及利用生物工程生产生物表面活性剂和生物聚合物,作为化学驱的注入剂的方法。这些方法可以单独使用,也可以与其他方法结合起来应用。微生物采油技术特别适合于低渗透油田。

第二节 莫北油田概况

一、基本地质特征

莫北油田位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地,行政隶属昌吉回族自治州,距克拉玛依东约 150km,位于石西油田南约 20km 处。莫北油田位于准噶尔盆地腹部莫北凸起上,莫北凸起为北东—南西向展布的长条状凹中隆起,其北与陆南凸起相接,南与莫索湾凸起相连,东西两侧分别为准噶尔盆地两大生油凹陷——东道海子北凹陷和盆 1 井西凹陷,具有两面临凹的特点,构造位置非常有利。

构造形态为西南倾单斜,断裂发育,断裂均为正断裂,走向以北东向为主,除莫北 2 东断裂断至三叠系之外,其他断裂均为侏罗系内部断裂,断距较小。圈闭为受莫北 2 井西 2 号断裂、莫北 2 东断裂及莫北 6 西断裂夹持所形成的断块圈闭,圈闭面积 36.97km²,溢出点海拔 -3660m,高点埋深 3880m,闭合高度 210m。断块内部又被莫北 2 西 1 号断裂、莫 003 西断裂、莫 003 东断裂等进一步切割为 5 个小断块,目前钻井及试油结果证明 5 个小断块均含油(气)。对油气平面分布起控制作用的断裂为莫北 2 西 2 号断裂、莫北 2 东断裂及莫北 6 西断裂。

莫北地区侏罗系三工河组钻揭厚度 140~320m,平均 237m,自上而下分为三段,分别为 J_1s_3 、 J_1s_2 、 J_1s_1 。其中, J_1s_3 段分布非常稳定,厚度 85~125m,平均 105m,主要为一套湖相泥岩,为区域性盖层; J_1s_2 段为大套灰色砂岩夹少量泥岩,为本区主要产油层,与 J_1s_3 组成良好储—盖组合。 J_1s_2 段厚度 100~140m,平均 120m,又分为 $J_1s_2^1$ 、 $J_1s_2^2$ 两个砂层组,两个砂层组均含油。根据沉积相研究结果, $J_1s_2^1$ 主要为三角洲前缘亚相的水下分流河道沉积,物源来自东北方向,受不同沉积微相的影响,砂层厚度平面上有一定变化,工区南部和北部砂层较厚,中间稍薄。

储层岩性主要为细粒岩屑砂岩,其次为中细粒岩屑砂岩、不等粒岩屑砂岩。储层孔隙度 2.30% ~ 19.40%, 平均 11.93%, 储层渗透率 0.03 ~ 58.20mD, 平均 1.82mD; 油层孔隙度 10.20% ~ 19.40%, 平均 13.57%, 油层渗透率 0.12 ~ 58.20mD, 平均 3.19mD。储层属于低孔、特低渗的储层。

二、勘探开发现状

1995 年发现莫北 1 号地层圈闭,1998 年在该区实施三维地震。莫北油田的发现井为莫北 2 井,该井于 1998 年 2 月 28 日在侏罗系三工河组(J_1s_2)3877.01 ~ 3954.5m 井段进行中途测试,用 4.76mm 的油嘴试产获日产油 23.9t、日产气 $49336m^3$ 的高产工业油气流,从而发现了莫北油田莫北 2 井区三工河组油气藏。莫北 × 井获得工业油气流后,1999 年莫 × × 3 井、莫 × × 5 井等井相继获得工业油气流。

莫北油田于 2000 年开始开发,在莫北 2 井区、莫 005 井区和莫北 9 井区已形成较完整的开发井网。

截至 2015 年 5 月,莫北油田共有生产井 312 口,其中油井 231 口,注水井 81 口。

莫北 2 井区块共完钻探井和开发井 231 口,油井 162 口,注水井 69 口。三工河组($J_1s_2^1$)累计产油量 $176.74 \times 10^4 t$,累计产气量 $32663.6 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $93.2263 \times 10^4 t$,综合含水率 34.5%;三工河组($J_1s_2^2$)累计产油量 $78.97 \times 10^4 t$,累计产气量 $46275.9 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $42.5156 \times 10^4 t$,综合含水率 35.0%。

莫 005 井区块共完钻探井和开发井 49 口,油井 39 口,注水井 10 口。三工河组($J_1s_2^1$)累计产油量 $17.01 \times 10^4 t$,累计产气量 $8023.5 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $13.51 \times 10^4 t$,综合含水率 44.3%;三工河组($J_1s_2^2$)累计产油量 $85.38 \times 10^4 t$,累计产气量 $30528.3 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $41.02 \times 10^4 t$,综合含水率 32.4%。

莫北 9 井区块共完钻井 26 口,油井 24 口,注水井 2 口。三工河组($J_1s_2^1$)累计产油量 $7.01 \times 10^4 t$,累计产气量 $4111.5 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $7.93 \times 10^4 t$,综合含水率 53.1%;三工河组($J_1s_2^2$)累计产油量 $3.56 \times 10^4 t$,累计产气量 $3151.7 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $1.77 \times 10^4 t$,综合含水率 33.2%。

莫北 11 井区块共完钻井 6 口,三工河组($J_1s_2^2$)累计产油量 $4.87 \times 10^4 t$,累计产气量 $416 \times 10^4 m^3$,累计产水量 $1.47 \times 10^4 t$,综合含水率 23.1%。

油田开发目前正面临含水上升速度较快、压力降幅大、生产气油比高、产量递减大的严峻形势。

第二章 构造分析技术

地壳中存在很大的应力,组成地壳的岩层或岩体在地应力的长期作用下,发生变形、变位形成各种构造运动的形迹,称为地质构造。构造对油气运移、聚集、成藏都具有重要作用,因此,在油气勘探开发中必须对构造进行分析,本书在对莫北地区的构造分析过程中主要采用从宏观到微观、从区域到局部的分析方法对构造进行分析研究。

第一节 莫索湾地区地质格架及构造演化

一、区域构造及盆地演化

据构造演化、沉积体系和区域地质资料分析,准噶尔地区在不同地质时期盆地类型不同,自晚石炭世以来,盆地演化可以划分为晚石炭世—二叠纪碰撞前陆盆地、三叠纪—古近纪内陆坳陷盆地和新近纪—第四纪再生(陆内俯冲型)前陆盆地三个阶段。

1. 造山期碰撞型前陆盆地

中石炭世发生的海西运动使准噶尔地块周缘窄大洋闭合,准噶尔地块外围由东北向西北及南侧依次隆升造山,并相应出现山盆体系的前陆盆地。二叠纪末期,随周边山系隆升,海水全部退出,准噶尔地区成为大型内陆盆地。

2. 调整时期的内陆坳陷盆地

早—中三叠世,盆地周边挤压应力渐趋减弱,断裂活动由强变弱。山系由陡峻逐渐低平,准噶尔、乌伦古两分隔盆地都广泛发育冲积相,边缘地带有宽阔的冲积扇群,腹部缺乏大面积稳定湖泊。中后期基底升降频繁,形成河湖相交替沉积。因此早—中三叠世是盆地储层发育期,缺乏生油条件。

晚三叠世,准噶尔盆地第一次大规模湖侵,陆梁区块由剥蚀环境变成沉积环境,准噶尔区块从此结束了南北分割的复合盆地历史,成为统一的准噶尔盆地。上三叠统的湖相泥岩(平均厚度为 300m)成为盆地中第一个区域性盖层。

准噶尔盆地受印支运动影响广泛隆升后,进行了造山后的调整期,这种调整作用从变形较大的山前开始,侏罗纪又开始接受沉积,进入了以振荡运动为特征的陆内坳陷型盆地演化期。

古近纪,尽管准噶尔盆地南缘地区受到白垩纪末期燕山运动的影响,但并未从根本上改变其盆地构造格局,基本继承了白垩纪稳定坳陷的构造状态,以发育滨湖、浅湖相沉积为特点,但南缘坳陷的沉积中心较白垩纪向西迁移,同时又表现出了盆地南厚北薄的楔形特征。

3. 陆内俯冲期的再生前陆盆地

新近纪以来由于喜马拉雅运动的强烈影响,天山山系在印度板块与欧亚大陆碰撞远程效应的作用下发生较强烈的构造变形,导致天山的急剧隆升和向盆地方向的冲断推覆。在构造负荷作用下,准噶尔南缘发生快速沉降,山前堆积了巨厚的山麓冲积扇—辫状河相红色磨拉石

建造,沉积中心由古近纪的安集海—呼图壁一带向西迁移至乌苏—独山子一带。此阶段盆地的强烈沉降使盆地在东西方向上一反以前近三角形展布的特点,而表现为近东西向的长条状展布,盆地向西进一步扩大,向东延伸到博格达山北缘山前。新生界在山前堆积厚度达 5500m 以上,向北厚度急剧减薄,剖面上形成一极不对称的楔形结构。

二、盆地形成机制

根据准噶尔盆地的构造变形特征,采用黏土材料对晚海西—印支、燕山和喜马拉雅运动时期构造变形特征进行了模拟(宋岩等,2000)。

(1)根据构造样式及其相互关系研究,晚海西—印支运动时期构造应力场的特征是三边挤压,西北缘的挤压力为北西—南东向,东北缘挤压力为北东向,南缘的挤压力为南北向。模拟过程中,西北缘首先加力后产生北东向褶皱变形,东北缘和南缘稍后加力,东北部形成北西向褶皱变形,北部构造复合产生弧形构造,南缘产生近东西向褶皱变形。

(2)燕山运动时期西北缘、东北缘和南缘的挤压力均为近南北向。模型加力后,西北缘发生左行压扭变形,东北缘发生右行压扭变形。南缘东部博格达山开始隆起,南缘西部发生右行压扭变形。

(3)喜马拉雅运动时期来自东北方向和西北方向的作用力变小。盆地南缘的挤压力十分强烈并伴有右行走滑作用。模型加力后,南缘东部博格达山进一步向北推覆,南缘西部褶皱变形进一步加剧。

以上模拟结果再现了准噶尔盆地的构造形成过程,进一步证明了盆地的地质构造是在周缘挤压和压扭构造应力场作用下形成的。

准噶尔地区的地质构造和演化过程是准噶尔地块与周围各板块之间相互作用的结果,由于各时期板块之间相互作用的方式和方向不同,在准噶尔地块边缘和内部产生的构造应力场不同。自晚泥盆世以来,先后发生了拉、压、重力调整及压扭等构造作用,并在盆地及其内部产生了不同力学性质的构造变形。总体上讲,准噶尔盆地经历了南北向伸展、南北向和北西向挤压、南北向和北西向张压交替以及南北向压扭四期构造应力场的作用。

三、莫索湾凸起构造演化

莫索湾凸起为中央坳陷的一个二级构造单元,是海西运动时期开始形成的古凸起(图 2-1)。由于地处盆地腹部,构造运动相对整体较弱,断层的断距不大,构造幅度较小。海西运动构造开始形成,燕山运动影响较大,早—中燕山运动,造成大部分地区缺失头屯河组及以上侏罗系,同时西山窑组也在大部分地区遭受剥蚀,喜马拉雅运动只造成地层区域性向南的构造倾斜。整个莫索湾凸起为一个大的背斜,侏罗系及其以上地层朝北偏西方向向上抬升,朝南偏东方向向下倾斜,且存在低幅度背斜圈闭,自下而上圈闭面积和闭合度逐渐变小;而石炭系存在一个超大型背斜圈闭。

1. 构造特征

首先,三叠系—石炭系各地层仍然呈一个大的背斜状形态,沿北西—南东方向展布,各层高点部位都在北西端的盆参 2 井区,不同在于石炭系—二叠系乌尔禾组呈南北翼和北西端被逆断裂断开的大型断块。盆 5 井区表现为一个次一级的凸起,其北翼被盆 5 北断裂断开,该断